УДК 665.12.001.57

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Н.В. Ушева, А.В. Кравцов, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко

Томский политехнический университет
E-mail: usheva@tpu.ru

Представлены результаты моделирования технологии промысловой подготовки нефти месторождений Западной Сибири. Приведены принципы разработки математических моделей, сформулированы рекомендации по выбору эффективных режимов работы установок подготовки нефти.

Характерными чертами современного развития технологии является её математическое моделирование с использованием специализированных моделирующих систем (МС). Математическое моделирование процессов первичной подготовки нефти является необходимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок подготовки нефти (УПН), разработки систем автоматизированного проектирования и технологических регламентов на проектирование УПН.

В развитие широко известного системного подхода нами предложена детализация иерархической схемы построения моделей технологии промысловой подготовки нефти до уровня основополагающих процессов с последующим интегрированием их в модели аппаратов и технологическую схему (рис. 1).

Предложенный подход позволяет сформировать математические модели основных процессов промысловой подготовки нефти: сепарации, каплеобразования, отстаивания и обессоливания [1–3], которые позволят в дальнейшем прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели процессов подготовки нефти.

При моделировании процесса сепарации уравнения для расчета составов паровой и жидкой фазы получают совместным решением уравнения материального баланса процесса однократного испарения [4] и равновесия фаз

$$\sum_{i=1}^{m} x_i = \sum_{i=1}^{m} \frac{u_i}{1+e(K_i-1)} = 1, \qquad (1)$$

если ожидается малая доля отгона, расчет рекомендуется проводить по уравнению

$$\sum_{i=1}^{m} y_i = \sum_{i=1}^{m} \frac{K_i u_i}{1+e(K_i-1)} = 1, \qquad (2)$$

где u_i, x_i, y_i – мольные доли i-ого компонента в жидком сырье, в полученных жидкой и паровой фазах соответственно; e – мольная доля пара (доля отгона); m – число компонентов жидкой смеси; K_i – константа фазового равновесия. После расчета доли отгона определяют составы равновесных фаз.

Расчет констант фазового равновесия проводился по методике Шилова [5, 6], основанной на методе Гофмана-Крампа-Хеккота, который оптимально сочетает точность и простоту расчетных процедур. Предложенный метод адекватно описывает фазовое состояние среднестатистических пластовых нефтей Западной Сибири и может применяться для проведения инженерных расчетов.

Известно, что при первичной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, включающий стадии каплеобразования и отстаивания.

При разработке математического описания процесса каплеобразования были использованы методики [7–9], в которых предложено рассматривать процесс разрушения водонефтяных эмульсий, состоящим из двух этапов: массообмена и коалесценции. На первом этапе завершаются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, на втором – укрупнение капель до заданных размеров с последующим расслоением потоков.

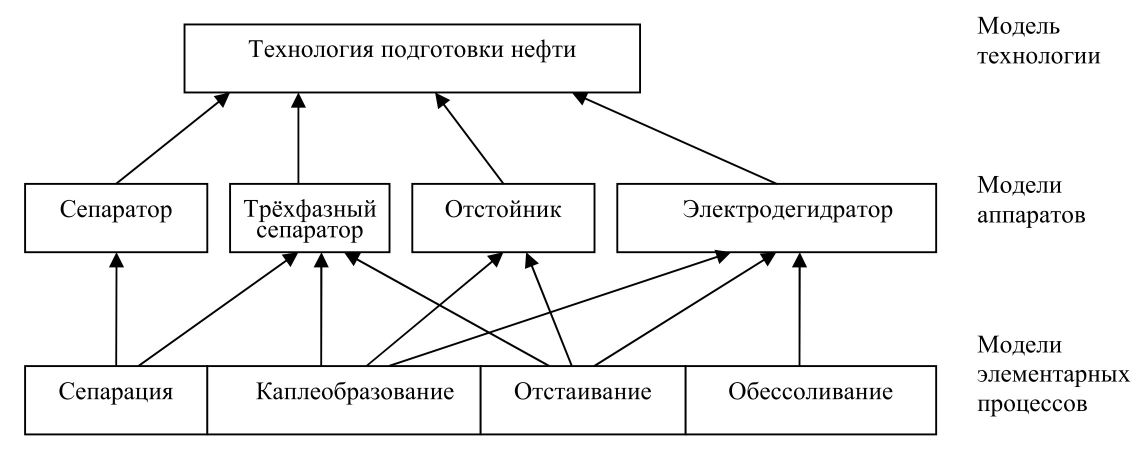


Рис. 1. *Иерархическая структура моделирования технологии промысловой подготовки нефти*

С целью учета количества вводимого деэмульгатора на процесс разрушения эмульсии на основании литературных данных [8] была получена зависимость, отражающая влияние концентрации химического реагента на величину поверхностного натяжения.

Максимальные размеры устойчивых капель ($d_{\max}$, см), которые могут существовать в турбулентном потоке при движении смеси по трубопроводам, определяются по выражению [7–9]:

$$d_{\max} = 43{,}3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0{,}7\mu_в (u_0 \cdot 100)^{0,7} \sigma^{0,8}}{(u_0 \cdot 100)^{2,4} \mathrm{Re}^{0,1} (\nu_э \cdot 10000)^{0,1} (\rho_н / 1000)\, \mu_н^{0,5}},$$

где σ – поверхностное натяжение, дин/см; $\mu_в$, $\mu_н$ – динамическая вязкость воды и нефти, Пуаз; u_0 – линейная скорость потока, м/с; $\nu_э$ – кинематическая вязкость эмульсии, м^2/с; $\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3.

Математическое описание процесса отстаивания основывается на известных законах осаждения капель воды под действием сил тяжести, а также различного рода эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков, как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти.

Относительную обводненность эмульсии после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить из условия [7, 10, 11]:

$$\frac{\omega_{оді}}{\omega_{оі}} = \frac{18\,\omega_{оді}\,\mu_н (1-B)^2}{d^2_{\max} (\rho_в - \rho_н) g \left[(1-B)^2 - (1 - \frac{B}{B_0})^2 \right]} = (1-B)^{4,7}, \quad (3)$$

где $\omega_{оді}$, $\omega_{оі}$ – скорости стеснённого и свободного осаждения капли размером d_i, м/с; $B_о$, B – обводнённость нефти на входе и выходе из аппарата, мас. доли; $\rho_в$, $\rho_н$ – плотность воды и нефти, кг/м^3; $\mu_н$ – вязкость нефти, мПа·с, g – ускорение свободного падения, м^2/с.

Разработанные математические модели представлены системой алгебраических уравнений (1, 2), при решении которых реализован алгоритм метода дихотомии. Этот метод применяется также при расчёте процесса отстаивания (3).

В настоящее время при проектировании, исследовании и анализе действующих производств эффективно используются компьютерные моделирующие системы. Известно достаточно большое количество МС, таких как PIPESIM 2000, HYSYS, PRO-2 и других, используемых в практике проектных и научных работ.

При всех своих достоинствах данные моделирующие программы не позволяют рассчитывать процессы обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти и являются дорогостоящими программными продуктами.

Поэтому не теряет своей актуальности проблема создания специализированной моделирующей системы, пригодной для массовых инженерных расчетов установок промысловой подготовки нефти месторождений Западной Сибири.

На базе разработанных нами математических моделей процессов подготовки нефти была сформирована моделирующая система технологии промысловой подготовки нефти, учитывающая взаимодействие всех входящих в неё элементарных процессов (рис. 2).



Рис. 2. Структура МС процессов промысловой подготовки нефти

Рассмотрим одну из типовых технологических схем подготовки нефти, расчетная схема которой приведена на рис. 3. Основными модулями расчетной схемы являются процессы сепарации, каплеобразования, обезвоживания, обессоливания и аппараты: сепараторы (трехфазные сепараторы); концевые сепараторы; каплеобразователи; отстойники.

Для моделирования каждого из процессов и аппаратов использованы математические модели, объединенные в единую расчетную модель.

Проверка адекватности математических моделей проведена на основании литературных [6–11] и экспериментальных данных, полученных ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, а также данных с промышленных установок подготовки нефти месторождений Западной Сибири. Сравнение расчетных и экспериментальных данных для различных составов сырья говорит об их хорошем совпадении, а полученный критерий Фишера – об адекватности математического описания [1–3].

В рассмотренной схеме (рис. 3) процессы сепарации происходят при подготовке нефти в трехфаз-

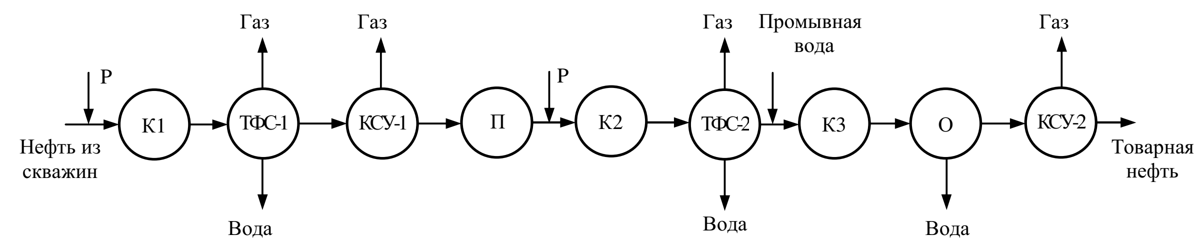


Рис. 3. Расчетная схема УПН: К1, К2, К3 – трубопроводы-каплеобразователи; ТФС-1, ТФС-2 – трехфазные сепараторы первой, второй ступеней; О – отстойник; П – печь; КСУ1, КСУ2 – концевые сепарационные установки, Р – реагент-деэмульгатор

ных сепараторах и концевых сепарационных установках. Математическая модель трехфазного сепаратора включает в себя соответственно модель процесса сепарации, которая рассмотрена выше, и модели процессов каплеобразования и отстаивания. В табл. 1 приведены результаты расчета процесса сепарации в ТФС и КСУ, определены составы жидкой и газовой фаз при подготовке смеси нефтей месторождений Западной Сибири.

Таблица 1. *Результаты расчета процесса сепарации*

Компонент	Концентрация, моль. %						
	Входной поток	Давление 0,3 МПа; температура 10 °С		Давление 0,105 МПа; температура 10 °С		Давление 0,105 МПа; температура 39 °С	
		ТФС-1		КСУ-1		КСУ-2	
		Нефть	Газ	Нефть	Газ	Нефть	Газ
CO_2	1,13	0,12	2,01	0,09	1,93	0,08	2,06
N_2	0,60	0,01	1,11	0,01	0,29	0,01	0,70
CH_4	44,87	1,18	83,01	0,40	61,59	0,20	31,86
C_2H_6	3,19	0,83	5,25	0,68	12,29	0,58	16,84
C_3H_8	3,62	2,52	4,58	2,39	12,41	2,26	22,76
i-C_4	1,37	1,63	1,14	1,61	3,23	1,57	7,07
n-C_4	2,29	3,17	1,53	3,15	4,34	3,10	10,11
i-C_5	1,30	2,33	0,40	2,34	1,16	2,33	3,19
n-C_5	1,64	3,07	0,39	3,10	1,13	3,10	3,25
Остаток	39,99	85,15	0,57	86,34	1,64	86,77	2,14

В табл. 2 приведены результаты исследования на МС газовыделения при подготовке нефти. Полученные результаты показывают, что в ТФС-2 при заданных технологических параметрах практически не происходит отделение газа, поэтому установка сепаратора после печи, по-видимому, не целесообразна.

Таблица 2. *Результаты исследования газовыделения при подготовке нефти (производительность по сырью 129524 кг/час)*

Аппарат	ТФС-1	КСУ-1	ТФС-2	КСУ-2
Температура, °С	10	10	41	39
Давление, МПа	0,30	0,105	0,20	0,105
Расход газа, кг/ч	15722	197	0,02	128

Таким образом, разработанная модель процесса сепарации нефти позволяет определить материальные потоки нефти и газа, газовый фактор, влагосодержание, физико-химические параметры потоков, составы газовой и жидкой фаз и учесть влияние основных технологических параметров процесса: температуры, давления, обводненности, состава пластовой нефти, количества ступеней сепарации на ход процесса.

Результаты расчетов процесса каплеобразования показывают, что в зависимости от физико-химических свойств, состава, расхода, обводненности и температуры, поступающего в каплеобразователь потока, наблюдаются значительные изменения диаметра формирующихся капель воды и расчетной длины места ввода реагента-деэмульгатора (табл. 3).

Таблица 3. *Результаты расчета процесса каплеобразования*

Параметры	Каплеобразователь		
	К1 (10 °С)	К2 (41 °С)	К3 (40 °С)
Исходные данные			
Расход эмульсии, кг/ч	129524	95357	92129
Обводненность, мас. %	20,00	4,00	0,63
Результаты расчета			
Линейная скорость, м/с	0,83	0,58	0,57
Диаметр капель, мкм	268	251	245
Длина секции, м	55	38	82

Так как в МС, в соответствии с технологией процессов, формируется структурная схема их взаимодействия, то это обусловливает взаимосвязь входных и выходных потоков различных модулей. Поэтому выходные характеристики расчета процесса каплеобразования, основным из которых является максимальный диаметр капель, служат исходными данными для расчета процесса отстаивания.

В рассматриваемой технологической схеме процессы отстаивания происходят в трехфазных сепараторах и отстойниках. Одновременно с процессом обезвоживания происходят процессы обессоливания. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти по содержанию солей при высокой минерализации пластовых вод необходимо добавление пресной промывной воды.

Разработанный модуль процессов обезвоживания и обессоливания позволяет рассчитывать необходимое количество добавляемой промывной воды, количество солей и обводненность нефти на выходе из отстойника. Свойства воды рассчитывались при следующих условиях: минерализация пластовой воды составляла 60 г/л, содержание солей в промывной воде 0,3 г/л. Расчет количества промывной воды проводился из условия достижения качества подготовки нефти, соответствующей ГОСТ 51858-2002 (обводненность нефти 0,5 %, содержание солей в нефти 100 мг/л).

Таблица 4. *Результаты расчета процессов отстаивания и обессоливания*

Параметры	ТФС–2	Отстойник
Температура, °С	41	40
Высота водяной подушки, м	0,3	0,7
Плотность нефти, кг/м^3	813,6	814,0
Вязкость нефти, мПа·с	2,50	2,55
Обводненность на входе в аппарат, мас. %	4,00	0,63
Плотность эмульсии на входе, кг/м^3	822,3	815,2
Вязкость эмульсии на входе, мПа·с	2,77	2,59
Производительность аппарата м^3/с	$1{,}61 \cdot 10^{-2}$	$1{,}57 \cdot 10^{-2}$
Скорость осаждения, м/с	$3{,}82 \cdot 10^{-4}$	$4{,}38 \cdot 10^{-4}$
Время осаждения, мин	118	87
Обводненность на выходе, мас. %	0,27	0,06
Плотность подготовленной эмульсии при 15 °С, кг/м^3	825,5	825,0
Вязкость подготовленной эмульсии при 15 °С, мПа·с	4,41	4,39
Содержание солей в нефти, мг/л	125,6	9,3

Рассчитаны материальные балансы и свойства потоков для установки производительностью 1 млн т нефти в год (табл. 5).

Таблица 5. *Материальный баланс УПН*

Параметр	Расход, кг/ч	Параметр	Расход, кг/ч
На вход в ТФС-1	129524	Нефть из ТФС-2	91796
Газ из ТФС-1	15722	Вода из ТФС-2	3561
Нефть из ТФС-1	95550	Промывная вода	333
Вода из ТФС-1	18252	Нефть из отстойника	91605
Нефть из КСУ-1	95353	Вода из отстойника	524
Газ из КСУ-1	197	Газ из КСУ-2	128
Газ из ТФС-2	0,02	Нефть из КСУ-2	91477

Примечание: Обводненность нефти – 0,06 мас. %, содержание солей – 9,3 мг/л

В табл. 4 приведены исходные данные и результаты расчета процессов обезвоживания и обессоливания при подготовке нефти. В соответствии с номинальной пропускной способностью аппаратов в технологической схеме рекомендуется использовать по два параллельно работающих ТФС и отстойника.

Результаты расчетов показывают, что при рекомендуемых значениях технологических параметров работы установки достигается требуемое качество подготовки нефти, как по содержанию воды, так и по содержанию солей. Определены расходы нефти, газа, дренажной и промывной воды и их физико-химические свойства.

Также были проведены исследования по влиянию обводненности входных потоков в интервале от 20 до 30 мас. %. При этом обводненность предварительно подготовленных потоков изменялась в пределах 3...10 %, а на выходе из отстойников она не превысила 0,1 %.

Результаты моделирования процессов каплеобразования и отстаивания показали, что для производительности установок в пределах 1,0...1,5 млн т/год рекомендуемый диаметр трубопровода должен составлять 0,265...0,317 м.

Таким образом, по результатам расчетов на МС можно определять материальный баланс при различных технологических условиях, получать рекомендации и оперативные прогнозы по наиболее эффективным режимам работы установок промысловой подготовки нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Рейзлин В.И., Кузьменко Е.А. Информационно-моделирующая система технологии первичной подготовки нефти // Химическая промышленность. – 1999. – № 7. – С. 50–54.
2. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Маслов А.С., Рейзлин В.И. Компьютерный анализ технологии промысловой подготовки нефти и газа // В сб.: Математическое и программное обеспечение проектирования систем. Под ред. В.К. Погребного. – Томск, 2002. – Вып. 2. – С. 28–31.
3. Иванов В.Г., Маслов А.С., Кравцов А.В., Ушева Н.В., Гавриков А.А. Повышение эффективности технологии промысловой подготовки газового конденсата // Газовая промышленность. – 2003. – № 7. – С. 54–57.
4. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 352 с.
5. Шилов В.И., Клочков А.А., Ярышев Г.М. Расчет констант фазового равновесия компонентов природных нефтегазовых смесей // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 1. – С. 50–55.
6. Шилов В.И., Крикунов В.В. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 102–103.
7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.
8. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
9. Пергушев Л.П., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 12. – С. 25–28.
10. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
11. Логинов В.И., Лапина Е.Я., Дунюшкин И.И. Расчет процесса обезвоживания нефтей // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 30–32.
12. Эмирджанов Р.Т., Лемберанский Р.А. Основы технологических расчётов в нефтепереработке и нефтехимии. – М.: Химия, 1989. – 192 с.